

Stellungnahme zu

Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zu Einspeiseentgelten

27. März 2026

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) ist die politische Interessenvertretung der Offshore-Wind-Branche in Deutschland. Er bündelt die fachliche Expertise der Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von den Herstellern über die Entwickler und Betreiber bis hin zu den Dienstleistern der Offshore-Windenergie. Für Politik und Behörden auf Bundes- und Landesebene ist der BWO zentraler Ansprechpartner zu allen Fragen der Windenergie auf See.

Der BWO ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er den anerkannten Verhaltenscodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu), im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000252. Registereintrag europäisch: 296004739705-29

Executive Summary

Einspeiseentgelte wären ein weiteres nur schwer kalkulierbares Risiko, das die Investitionssicherheit für Offshore-Windenergie gefährden und Kosten erhöhen würde. Diese Form der Entgelte sowie Baukostenzuschüsse sind für die Erzeugungstechnologie Offshore-Wind entsprechend abzulehnen. Eine technologiespezifische Betrachtungsweise ist aus Sicht des BWO geboten und notwendig. Für Offshore-Windenergie ist in der Diskussion zu Einspeiseentgelten besonders zu beachten:

- **Das Investitionsumfeld darf nicht weiter verschärft werden.** Von Entwicklern und Investoren nicht beeinflussbare Risiken erschweren die Umsetzung von Projekten bereits erheblich. Hier braucht es De-Risking und keine weitere Unsicherheit.
- Die **Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Projekten, Risikoabsicherungsbedarf und Stromgestehungskosten** müssen mitgedacht werden. Zusätzliche Belastungen durch Einspeiseentgelte und Baukostenzuschüsse würden die Unsicherheit weiter erhöhen und sich in Form von Risikozuschlägen unmittelbar in höheren Projekt- und Absicherungsbedarfen niederschlagen. Das würde sich auch in höheren Stromgestehungskosten (LCoE) widerspiegeln.
- **Mehrfachbelastungen müssen vermieden werden.** Offshore-Wind wird bereits über die zweite Gebotskomponente an den Netzausbaukosten beteiligt. Zusammen mit Einspeiseentgelten und weiteren Maßnahmen droht eine strukturelle Mehrfachbelastung des Offshore-Wind-Ausbaus.
- **Bestandsschutz als essenziell für den Investitionsstandort,** ohne Vertrauensschutz droht ein dauerhafter Verlust von Investorenvertrauen. Bestehende und bezuschlagte Projekte könnten mögliche künftige Einspeiseentgelte nicht antizipieren und daher auch nicht in ihre Kalkulationen einpreisen. Eine rückwirkende Einführung solcher Entgelte würde bestehende Geschäftsmodelle und getätigte Investitionen erheblich beeinträchtigen.
- **Es gibt keine Standortsteuerungsfunktion durch Einspeiseentgelte für Offshore-Wind.** Eine Steuerungswirkung von Einspeiseentgelten und Baukostenzuschüssen entfällt, da eine Lokalisierungsentscheidung von Projekten nicht im Ermessen der Entwickler liegt. Der Standort eines Offshore-Windparks (OWPs) wird ebenso wie der Zeitpunkt der Ausschreibung über den Flächenentwicklungsplan zentral vorgegeben und ist eingebettet in die langfristige Netzausbauplanung im Netzentwicklungsplan.

1 Einleitung

Die Offshore-Windenergie-Branche steht vor Herausforderungen und Unsicherheiten, die zu starken Steigerungen bei den Projekt- und Kapitalkosten geführt haben. Diese aktuellen Herausforderungen gefährden Investitionen in bereits bezuschlagte als auch zukünftige Projekte und damit den Fortschritt eines volkswirtschaftlich effizienten Offshore-Wind-Ausbaus. Im August 2025 gab es die ersten Offshore-Windauktionen in Deutschland ohne Gebot. Ein klares Warnsignal, dass die Risiken für Investoren zu groß waren.

Einspeiseentgelte wären ein weiteres, nur schwer kalkulierbares Risiko, das die Investitionssicherheit gefährden würden. Diese Form der Entgelte sind für die Erzeugungstechnologie Offshore-Wind entsprechend abzulehnen. Der BWO hat sich hierzu bereits an der Konsultation im [Juni 2025 mit einer Stellungnahme](#) sowie [im BNetzA-Workshop zu Einspeiseentgelten am 20. Februar 2026](#), ausführlich eingebracht. Diese Punkte werden hier erneut aufgegriffen und um die im Orientierungspunktepapier vom 17. Februar aufgeworfenen Punkte vertieft.

2 Investitionsumfeld nicht weiter verschärfen

Die Offshore-Windenergie-Branche steht vor Herausforderungen und Unsicherheiten, die zu starken Steigerungen bei den Projekt- und Kapitalkosten geführt haben und andauern. Diese aktuellen Herausforderungen gefährden Investitionen in bereits bezuschlagte als auch zukünftige Projekte und damit den Fortschritt eines volkswirtschaftlich effizienten Offshore-Wind-Ausbaus. Dazu gehören:

- **Materialkosten und Lieferengpässe:** Knappheiten von Rohstoffen und Komponenten, sowie fehlende Planungssicherheit für die Lieferketten mit gescheiterten Auktionen, treiben die Kosten. Dazu zählen z.B. Engpässe und lange Lieferzeiten für Turbinen. Pläne zur Kapazitätserhöhung in der Lieferkette wurden durch mangelnde Planungssicherheit teilweise wieder zurückgenommen. Zusätzlich gibt es Verzögerungen aufgrund fehlender Spezialschiffe und nicht genügend Hafenkapazitäten. Generell haben sich die Kosten für Material und Logistik in den vergangenen Jahren drastisch verteuert. Markterhebungen der dänischen Energieagentur gehen von einer Kostensteigerung von bis zu 30% für Windenergieanlagen auf See für die Inbetriebnahme Jahre ab 2030 aus.
- **Volatile Strompreisentwicklung:** Die Wahrscheinlichkeit von externen und geopolitischen Schocks auf den Strommarkt haben zugenommen. Starke Preisschwankungen im Strommarkt sorgen für weitere Unsicherheit und erhöhen Risikoaufschläge.
- **Schwäche im PPA-Markt:** Die Erlöse aus (noch nicht abgeschlossenen) PPA-Verträgen sind zum Zeitpunkt der Auktion unsicher. Überdies hat die Bereitschaft, sich langfristig über grüne PPAs abzusichern, signifikant abgenommen. Außerdem besteht durch die mangelnde staatliche Unterstützung der Nachfrage nach grünem Strom, z.B. im H₂-Bereich durch die noch fehlende Umsetzung der RED III-Vorgaben für Verkehr und Industrie sowie der Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme weitere Unsicherheit auf der Abnehmerseite.
- **Optimierungsbedarf bei der Flächenplanung:** Niedrige Volllaststunden aufgrund von zu hohen Leistungsdichten, internen sowie externen Abschattungseffekten erschweren marktliche Projekte zusätzlich und erhöhen die Kosten von Absicherungsinstrumenten. Das schwächt die Konkurrenzfähigkeit der Flächen auch im internationalen Wettbewerb. Die derzeitige Flächenausweisung ist zu einseitig auf die installierte Nennleistung ausgerichtet und zu wenig auf den real erzielbaren Energieertrag (TWh).

- Netzanschlussverzögerungen: Es gibt weiterhin erhebliche Verzögerungen bei der Umsetzung und häufige Anpassungen des vorläufigen Fertigstellungstermins von Offshore-Netzanbindungssystemen. Diese beeinträchtigen die Planbarkeit auf Seiten der Offshore-Windparkentwickler ebenso wie entlang der Liefer- und Wertschöpfungsketten in erheblichem Maße. Regulatorische Risiken: Die Umsetzung der EU-Energiemarktrichtlinie, des Net-Zero-Industry Act (NZIA) und des Carbon Border Adjustment Mechanism sowie Vorgaben zu Overplanting und zu kurzen Realisierungsfristen, verbunden mit unangemessenen Pönalen und Sicherheitsleistungen, führen zu erheblicher Unsicherheit. Sie belasten die Projektwirtschaftlichkeit durch nicht beeinflussbare Kosten und treiben dadurch zusätzlich die Kapitalkosten nach oben. Weitere Risiken und Unsicherheiten ergeben sich aus den laufenden Diskussionen zum sogenannten „Netzpaket“. Es ist nicht klar, welche Auswirkungen z.B. der Redispatch-Vorbehalt des Netzpaketes auf Offshore-Wind haben könnte.

Diese von Entwicklern und Investoren zum großen Teil nicht beeinflussbaren Risiken erschweren die Umsetzung von Projekten erheblich. Die Debatte um Einföhrung von Einspeiseentgelten ist mit vielen weiteren Unklarheiten und Unsicherheiten verbunden und wirkt sich negativ auf das Investitionsumfeld im Offshore-Windbereich aus. Anstatt notwendigem De-Risking, droht eine weitere Belastung.

3 Auswirkung auf Wirtschaftlichkeit, Risikoabsicherungsbedarf und Stromgestehungskosten

Wie bereits dargestellt, leiden Offshore-Windprojekte bereits heute unter deutlich steigenden Investitions- und Finanzierungskosten. Sie sind einer Vielzahl besonderer Projektrisiken ausgesetzt. Zusätzliche Belastungen durch Einspeiseentgelte würden die Unsicherheit weiter erhöhen, insbesondere, wenn ihre künftige Höhe zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nur schwer prognostizierbar ist. Das würde sich in Form von Risikozuschlägen unmittelbar in den Projektkosten- und Absicherungsbedarfen niederschlagen. Höhere Stromgestehungskosten wären die Folge. Der BWO teilt daher die Einschätzung der BNetzA aus dem Orientierungspunktepapier, dass eine kostensenkende Wirkung für Endverbraucher nicht zu erwarten ist.

- Grundsätzlich wird die Projektkalkulation erheblich erschwert, weil die Einspeiseentgelte variabel sind. Offshore-Wind-Parks (OWPs) können technisch und regulatorisch derzeit bereits bis zu 35 Jahre laufen. Eine Kalkulation über einen solchen Zeitraum ist mit einer Variabilität aber kaum mehr seriös prognostizierbar. Hierdurch wird die Finanzierung der Projekte deutlich erschwert. Zudem wird ein erhöhter Risikoaufschlag notwendig. Dadurch verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit eines Projektes bzw. die Kosten erhöhen sich.
- So sorgen Einspeiseentgelte bei der Gebotsabgabe für eine komplexere Investitionsentscheidung, welche durch Unsicherheit von nicht planbaren politischen Vorgaben geprägt ist. Dies führt zwangsläufig über Risikozuschläge auch zu weiter erhöhten Kapitalkosten, welche den Ausbau der Branche zusätzlich belasten, und in Einzelfällen die Wirtschaftlichkeit von Projekten kippen lassen könnten.
- Es führt auch dazu, dass der Ausbau für förderfreie marktliche Projekte weiter erschwert wird. Andererseits steigt der Risikoabsicherungsbedarf durch höhere Strike-Preise in Projekten, die mit zweiseitigen Contracts-for-Difference (CfDs) bezuschlagt werden.

- Damit zusammenhängend sorgt eine zusätzliche Abgabe in Form von Einspeiseentgelten ebenfalls für eine Erhöhung der Stromgestehungskosten (LCoE) welche sich auch in höhere Stromkosten für Verbraucher niederschlagen. Damit werden andere Regierungsziele unterlaufen.

4 Mehrfachbelastungen vermeiden

Insbesondere vor dem Hintergrund des aktuellen Offshore-Ausbauregimes erscheint ein Einbezug von Offshore-Wind in die Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion nicht sachgerecht, da Offshore-Wind bereits über die zweite Gebotskomponente an den Netzausbaukosten beteiligt wird. Zusammen mit Einspeiseentgelten und weiteren Optimierungsmaßnahmen wie Überbauung entsteht eine strukturelle Mehrfachbelastung des Offshore-Ausbaus. Aus Sicht des BWO ist es geboten, solche Doppelbelastungen zu verhindern und eine Harmonisierung mit anderen laufenden Vorschlägen zur Optimierung sicherzustellen. Die Bundesnetzagentur sollte sich dafür ein Bild der existierenden und seitens der Bundesregierung geplanten Belastungen für Offshore-Wind verschaffen, bevor eine verbindliche Entscheidung zu Einspeiseentgelten getroffen wird.

- Direkte Beteiligung an Netzausbaukosten:
OWP-Betreiber beteiligen sich bereits über die sog. „Stromkostensenkungskomponente“ an der Finanzierung der Netzkosten. Im § 23 Abs. 1 S. 1, und im § 59 WindSeeG („Stromkostensenkungskomponente“) ist geregelt, dass der erfolgreich bezuschlagte Bieter, eine Zahlung in Höhe von 90 % des Gesamtbetrages als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hat. Nach § 59 WindSeeG verwendet der Übertragungsnetzbetreiber die Zahlung „zur Senkung der Höhe der Offshore-Netzumlage“. Es ist nicht zielführend, hier eine neue zusätzliche Kostenbeteiligungskomponente für einen ähnlichen Regelungstatbestand den Entwicklern aufzuerlegen.
- Volkswirtschaftlich überhöhte pauschale Überbauungsvorgabe:
Es ist für den Bereich Offshore-Wind wichtig darauf hinzuweisen, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gemeinsam mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bereits seit Beginn des Jahres 2025 mit der Veröffentlichung des Flächenentwicklungsplans (FEP 2025) einen Prozess eingeleitet hat, dessen wesentliches Ziel laut FEP 2025 ist, „eine höhere Effizienz des Offshore-Netzausbaus und damit geringerer Kosten zu erreichen“. Im Zuge der Erarbeitung des nächsten FEP sollen den OWP-Entwicklern pauschale Vorgaben zur Überbauung (die über die zugehörige Netzanbindungskapazität hinausgehende, verpflichtend zu errichtende Windpark-Leistung) der OWPs gemacht werden. Für einzelne Flächen wurde dieser Wert pauschal bereits bei 20% festgelegt. In einer kürzlich vom [BWO beauftragten und veröffentlichten Studie](#) zeigt sich, dass dieser Wert zu deutlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde. Für Entwickler besteht zudem bereits ein betriebswirtschaftlicher Anreiz Überbauung bis zu einem bestimmten Grad selbstständig im sinnvollen und möglichen Maße umzusetzen (in den untersuchten Szenarien bei 2,5-5%). Darüber hinausgehende Werte, wie derzeit für einzelne Flächen im FEP bei 20% festgelegte Werte, würden Entwickler entsprechend stark und einseitig belasten sowie zusätzlich insgesamt zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen. Einspeisenentgelte würden ebenso wie die Überbauung in Verbindung mit Spitzenkappung zu einer Erhöhung der Investitionskosten beitragen und zu einer einseitigen, deutlichen Mehrbelastung beitragen.

5 Bestandsschutz als essenziell für den Investitionsstandort

S. Frage: Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln? (s. 16 Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA)

Eine differenzierte Behandlung von neuen Anlagen und Bestandsanlagen wäre aus Sicht des BWO nicht nur vorstellbar, sondern ein Muss. Eingriffe in den Vertrauensschutz schädigen das Investorenvertrauen dauerhaft.

- Der BWO möchte die Warnung vor rückwirkenden Eingriffen, sowohl von Einspeiseentgelten mit Anreizfunktion als auch Finanzierungsfunktion, bei Bestandsanlagen erneut unterstreichen. Einen für beide Funktionen unterschiedlich geltenden Vertrauensschutz sehen wir kritisch. Dieser müsste zwingend alle Bestandsprojekte und alle bereits in Auktionen bezuschlagte Projekte umfassen. Zusätzlich müssen auch alle Projekte, welche außerhalb der WindSeeG-Ausschreibungen errichtet werden / wurden und außerhalb einer EE-Vergütung errichtet und betrieben werden, Vertrauensschutz genießen. Die BNetzA muss schnellstmöglich Klarheit schaffen, dass OWPs einheitlich betrachtet werden und Vertrauensschutz gleichermaßen aussprechen. Investitionsunsicherheit für den dringend benötigten Zubau von Erzeugungskapazität muss verhindert werden.
- Bestehende und bezuschlagte Projekte konnten mögliche künftige Einspeisenentgelte nicht antizipieren und daher auch nicht in ihre Kalkulationen einpreisen. Eine rückwirkende Einführung solcher Entgelte würde bestehende Geschäftsmodelle und getätigte Investitionen erheblich beeinträchtigen. Der Entwickler muss darauf vertrauen können, dass die Kalkulation der Projekte nicht durch nachträgliche Eingriffe verschlechtert wird. Die Abgabe der Gebote in Offshore-Windauktionen erfolgt in einem sehr wettbewerblichen Umfeld. Entsprechend sind die Business Cases bereits eng optimiert. Bei Offshore-Projekten gilt dies wegen ihrer langen Entwicklungs- und Betriebszeiten umso mehr. Bereits vergebene Projekte müssen laut Windenergie-auf-See-Gesetz spätestens, je nach Verfahren, ein oder zwei Jahr(e) nach der Auktion ihre Plangenehmigungsunterlagen einreichen. Diese gesetzliche Frist bindet Entwickler früh an zentrale Parameter, wie z.B. das Layout, den Anlagentyp und Fundamente. Retroaktive Belastungen würden grundlegende Annahmen des Business Cases verändern, welche theoretisch auch eine Änderung des Projektdesigns betreffen könnten und damit eine Anpassung der Plangenehmigung erforderlich machen. Dies untergräbt die Planungssicherheit und führt zu zusätzlicher Bürokratie. Es darf nicht nach der Zuschlagsentscheidung zu zuvor nicht absehbaren Kostenbelastungen kommen. Für bereits bezuschlagte Investitionen ohne FiD könnten Investitionen insgesamt schlechtesten Falles gefährdet werden.
- Im Bereich Offshore-Windenergie befindet sich Deutschland zudem in einem starken europäischen und internationalen Wettbewerb. Das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland als Offshore-Standort würde durch fehlenden Bestandsschutz nachhaltig beschädigt. Dies hätte wiederum erhebliche Risiken für die Erreichung der Ausbauziele für Offshore-Wind.

6 Fehlende Standortsteuerungsfunktion von Einspeiseentgelten für Offshore-Wind

Über Einspeiseentgelte und Baukostenzuschüsse erfolgt keine Förderung der netzdienlichen Ansiedlung von Einspeisern im Bereich Offshore-Windenergie. Eine Steuerungswirkung entfällt, da eine Lokalisierungsentscheidung von Projekten nicht im Ermessen der Entwickler liegt.

- Es ist hierbei zentral, dass mit dem Flächenentwicklungsplan (FEP) bereits ein Prozess regulatorisch etabliert ist, mit dem der passende Netzanschluss(punkt) von Offshore-Windparks (OWPs) ermittelt wird. Zusätzlich erfolgt eine langfristige Einbettung in die Netzausbauplanung im Netzentwicklungsplan. Der Standort eines Offshore-Windparks wird ebenso wie der Zeitpunkt der Ausschreibung über den Flächenentwicklungsplan zentral vorgegeben. OWP-Entwickler sind entsprechend nicht frei in der Wahl des Standortes des Windparks. Sie können demnach dadurch nicht die Höhe der Kosten der Netzanbindung beeinflussen.
- Eine netzdienliche Ansiedlung des Einspeisers kann über Einspeiseentgelte für OWPs also nicht erreicht werden, die Maßnahme wirkt allein einseitig zu Lasten der Entwickler kostensteigernd. Dies steht den steigenden Risiken und Kosten der OWP-Entwickler gegenüber. Für Entwickler entstände ein höherer Kapitalbedarf, während die Übertragungsnetzbetreiber ihre Kosten wälzen könnten – ein struktureller Nachteil der Projektierer. Diese Unsicherheit belastet das Investitionsklima weiter. Das würde sich in einem zusätzlichen Risikozuschlag und somit höheren Finanzierungskosten für ungefördernde marktliche Projekte, sowie einem höheren Risikoabsicherungsbedarf manifestieren und auch die LCoE weiter erhöhen (s. oben).
- Das gilt genauso für diskutierte Baukostenzuschüsse (BKZ). Der BWO spricht sich eindeutig gegen die Einführung von BKZ aus. Als Steuerungsinstrument sind sie im Offshore-Wind-Bereich nicht nachvollziehbar, da wie oben dargelegt, Projektentwickler keinen Einfluss auf die Projektflächen sowie die Planung des Netzanschlusses haben. Flächen werden zentral vorgegeben und somit entfällt die Steuerungswirkung von BKZ. Vor diesem Hintergrund ist eine weitergehende Kostenbeteiligung nicht sachgerecht.
- Ebenfalls fehlt es bislang an Transparenz für Entwickler. Sollte ein Baukostenzuschuss weiterverfolgt werden, müsste den Offshore-Windparkbetreibern zumindest eine ernsthafte Möglichkeit eingeräumt werden, die Planung und Durchführung des Netzanschlusses transparent zu begleiten, da sie bis dato keinen Einfluss auf künftige Netzausbaukosten und deren zeitliche Abfolge haben.

Kontakt:

Henri Dörr
Manager Energiepolitik
h.doerr@bwo-offshorewind.de
Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin

Lobbyregister: R000252